Northern Oil and Gas

Annual Report 1994

Published under the authority of the
Honourable Ronald A. Irwin, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 1995

QS-8509-000-EE-A1
Catalogue No. R7 1-4711 994E
ISBN O-662-23296-8

© Minister of Supply and Services Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :

P&role et gaz du Nord – Rapport annuel 1994

*Message from the **Honourable** Ronald A. Irwin*
Minister of Indian Affairs and Northern Development

It is my pleasure to table the 1994 Northern Oil and Gas Annual Report.

Last year I informed Parliament that Canada was on the threshold of a new era in the North. With the successful reopening of Crown lands to oil and gas exploration, I believe we have crossed that threshold. We have made real progress this past year. Partnerships we have established with northerners will serve as the basis for a successful future for all Canadians as we continue our combined efforts to strengthen the northern economy.

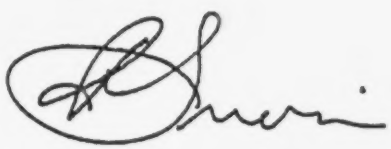
Two calls for nominations in the southern Northwest Territories and the Mackenzie Valley indicated renewed industry interest for exploration activity in the mainland area. Two ensuing calls for bids were launched in 1994. The results for the southern Northwest Territories were announced in December, ending the year on a promising note. The results of the Mackenzie Valley Call for Bids will be announced in 1995.

Reopening the mainland to oil and gas exploration was a tangible result of the joint efforts of both the northern communities and DIAND departmental officials. The outcome will be much-needed employment and business opportunities for community residents.

It is very encouraging to see renewed interest from the petroleum industry. I am optimistic that this endeavour will increase the private sector's awareness and interest in the unique opportunities the North offers to investors. It is also heartening to see that northern Aboriginal peoples are equally interested in providing an opportunity for the petroleum industry to have a role in the North's future economic well-being.

This past year the Government has provided clear evidence of its commitment to economic renewal in all regions of Canada, including north of 60°latitude. This includes the proclamation of Bill C-25 amending the *Canada Petroleum Resources Act* to allow production from the Norman Wells oil field to continue for as long as the field is commercially viable. It also included the proclamation of Bill C-6 transferring responsibility to the National Energy Board for several regulatory functions pertaining to oil and gas.

With current major undertakings in the areas of land claim settlements, devolution and sustainable development amid fiscal restraint, this new era will no doubt present many challenges. As the North moves into the 2 1 st century, established partnerships will require an ongoing commitment to building a future which demonstrates that the North is both a place where tradition and innovation can be supportive of each other and where both are equally valued.



103-02007/

Contents

Overview of Northern Oil and Gas Activities 3
Resource Management Regime under the *Canada Petroleum Resources Act* 5
Oil and Gas Management 6
Rights Issuance .....
Calls for Nominations 6
Calls for Bids 7
Employment and Industrial Benefits 8
Land Status at Year End 11
Land Holdings at Year End 11
Gross Oil and Gas Revenues Received in 1994 12
Active Northern Exploration Licences 13
Exploration 14
Development and Production 14
Norman Wells 14
Bent Horn 15
Kotaneelee 15
Pointed Mountain 15
Cameron Hills 15
Well Activity 16
Statistical Summary 17
Mainland Territories 19
Mackenzie Delta and Beaufort Sea 21
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore 23
Acts and Regulations 24
Environment Measures 25
Environmental Reviews 25
Northern Oil and Gas Action Program 25
Beaufort Sea Steering Committee 25
Beaufort Region Environmental Assessment and Monitoring 25
Arctic Seas Strategic Plan 26
Environmental Studies Research Fund 26
Program on Energy Research and Development 26
Sources of Information 27
Other Sources of Information 28
Maps
Canada's Northern Frontier Lands 2
Oil and Gas Discoveries ..... Centrespread
Parcels Awarded- 1994 Southern Northwest Territories Call for Bids 9
Posted Parcels-l 994 Mackenzie Valley Call for Bids 10

Yukon
Territory
Northwest Territories
Area under the responsibility of the
Minister of Indian Affairs and Northern Development

Overview of Northern Oil and Gas Activities

Although exploration activity across the North remained very low in 1994, there were significant signs of hope for the future. The implementation of the Gwich'in and Sahtu land claim settlement agreements and the co-operation of both First Nations and the Deh Cho in Fort Liard resulted in the first issuance of oil and gas rights in some 25 years in the southern Northwest Territories and the central Mackenzie Valley.

Fort Liard, in the southern Northwest Territories, is immediately north of northeastern B.C. where exploration has been intensifying in recent years. A call for nominations led to a call for bids on eight parcels totalling almost 150 000 hectares. Eight licences were awarded for work bids totalling over $22 million. This is expected to lead to exploration activity in the region beginning with seismic work in 1995.

The central Mackenzie Valley contains the large Norman Wells oil field. The 1994 call for nominations in this region attracted industry interest and five parcels, totalling some 527 000 hectares, were put up for competitive bidding. The call will close in April 1995.

No exploratory programs (including geophysical and geological surveys and exploratory drilling) were conducted north of 60 ° in 1994. All drilling activity was concentrated around development of existing fields at Pointed Mountain and Cameron Hills.

Northern oil and natural gas exploration expenditures have fallen considerably since peaking at close to $1 billion in the mid-1980s; they amounted to approximately $9 million in 1994. Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to $7.4 million during 1994.

A small but important adjustment was made to the *Canada Petroleum Resources Act* giving force to the Norman Wells Amending Agreement of 1994. The Amending Agreement extends the term of the 1944 Norman Wells Proven Area Agreement between Imperial Oil and the Government of Canada, and marginally adjusts the boundaries of the area covered by the original agreement. This is expected to maximize production from the field and to lead to a $30 million drilling program.

In May 1993, the federal government and the Yukon Territorial Government signed the Canada Yukon Oil and Gas Accord for the transfer to Yukon of responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas exploration and development in the territory. Implementation of the agreement requires passage of legislation by both Parliament and the Yukon legislature. In 1994, work continued on the development of draft legislation.

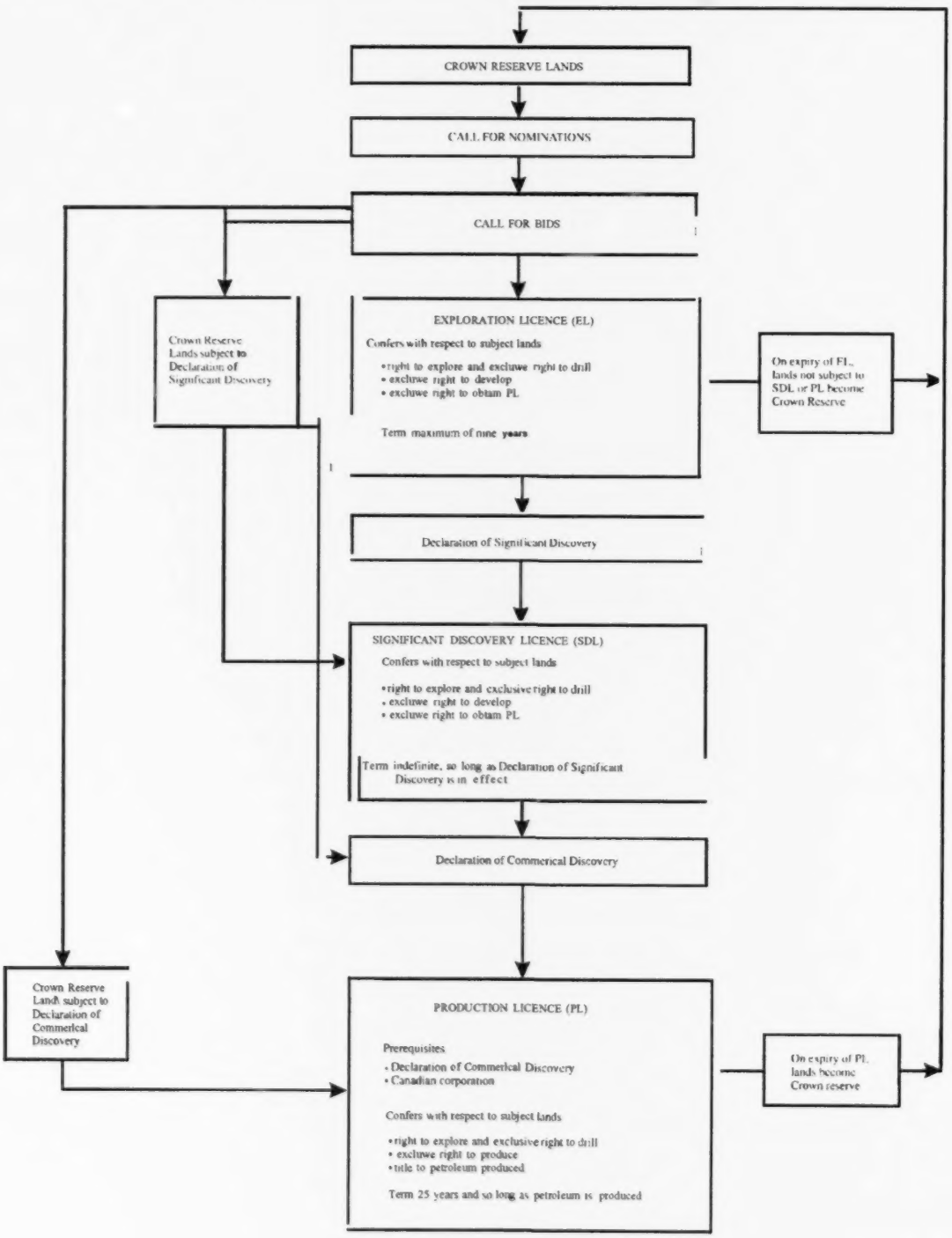
After implementation, Yukon will exercise provincial-type authority over all oil and natural gas activity within its boundaries. The Accord also provides a commitment to negotiate shared management of oil and gas resources in the Beaufort Sea.

In May 1994, a Bill to amend the *Canada Oil and Gas Operations Act,* the *Canada Petroleum Resources Act* and the *National Energy Board Act* was proclaimed. Bill C-6 authorizes the National Energy Board to provide advice to the Ministers, officers and employees of government departments, ministries and agencies. It also transfers from the Oil and Gas Committee to the National Energy Board, the authority to hear appeals, hold inquiries and make orders with respect to conservation matters.

Discovered resources in the mainland territories, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands total some 346 million cubic metres of oil and 813 billion cubic metres of natural gas. Overall, the North is estimated to hold about 28 percent of Canada's total ultimate recoverable conventional light crude oil resource potential of 7 443 million cubic metre. As well, it holds 32 percent of our ultimate recoverable conventional natural gas resource potential of 16.5 trillion cubic metres.

However, compared to the 159 000 odd wells drilled in Alberta, only some 1 100 wells have been drilled to date in the North. Moreover, compared to southern Canada the North has seen relatively small production of its oil and natural gas. As a result, while the North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 25 percent of remaining discovered gas, the importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources. The North is estimated to contain roughly 40 percent of Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and 40 percent of its undiscovered conventional gas potential.

Resource Management Regime under the Canada Petroleum Resources Act



Oil and Gas Management

The prudent management of oil and gas resources north of 60° latitude in the Northwest Territories and in Yukon is a federal responsibility. This responsibility is exercised in a manner that balances northern and national interests by promoting both investment in petroleum exploration and resource management policies which foster sustainable development.

Petroleum resource management on Crown lands north of 60° latitude is exercised under two federal statutes: the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA).

The CPRA governs the allocation of Crown lands to the private sector, tenure to the allocated rights, and the setting and collection of royalties. It is administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

The COGOA regulates the industrial activities with respect to resource conservation, environmental protection and safety of workers. It is administered by the National Energy Board.

Rights Issuance

In 1994, rights issuance resumed for the first time in 25 years in the mainland Territories. Two calls for nominations, one in the southwest comer of the Northwest Territories and one in the central Mackenzie Valley, were successful in attracting industry interest.

The rights issuance process itself is conducted within a sustainable development framework. Decision making is open and transparent, incorporating the views of the governments of the Northwest Territories and Yukon, numerous federal government departments and appropriate First Nations.

Calls For Nominations

The 1994 Southern Northwest Territories Call for Nominations was the product of extensive consultation and co-operation with the Fort Liard Band Council. Pre-bid conditions relating to the environment and local benefits were

developed in partnership. Traditional knowledge of the environment and use of the land were used to exclude certain areas from development. Working together, a balance of the three objectives of sustainable development- environmental protection, economic growth and social stability, was achieved.

Likewise, the 1994 Mackenzie Valley Call for Nominations was launched in the spirit of the recently concluded land claims settlement agreements with the Gwich'in and Sahtu First Nations and with their full support. The land claims agreements define the ways the Gwich'in and Sahtu peoples will assert rights over land and natural resources, define ownership, wildlife harvesting rights and participation in land and resource management, and effectively create certainty through co-management.

The annual call for nominations in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area failed to attract posting requests

Calls for Bids

Eight parcels comprising some 149 8 17 hectares were identified by industry in the 1994 Southern Northwest Territories Call for Nominations which closed July 13, 1994. The ensuing Call for Bids closed November 30, 1994, attracting work proposal bids totalling $22 681 389 for the eight parcels.

Winning bidders were selected on the basis of the total proposed amount to be spent doing exploratory work on the parcel during the first four years of the licence term. Drilling a well during this period is required to continue tenure for an additional three years. Tenure is not related to whether the total bid amount has been spent. The winning bidders will be awarded exploration licences in January 1995.

Five parcels comprising some 526 526 hectares were identified in the 1994 Mackenzie Valley Call for Nominations. The ensuing Call for Bids will close April 24, 1995. The parcels are all located in the Mackenzie and Peel Plains area where historical exploration has shown that the northern extension of the prolific western Canada sedimentary basin underlies the area. Imperial's large oil field at Norman Wells, the fourth

largest producing oil field in Canada, is located in this region. The bid selection criterion for these five parcels is the total amount proposed to be spent doing exploratory work during the first four or five years of the term of the licence.

Employment and Industrial Benefits

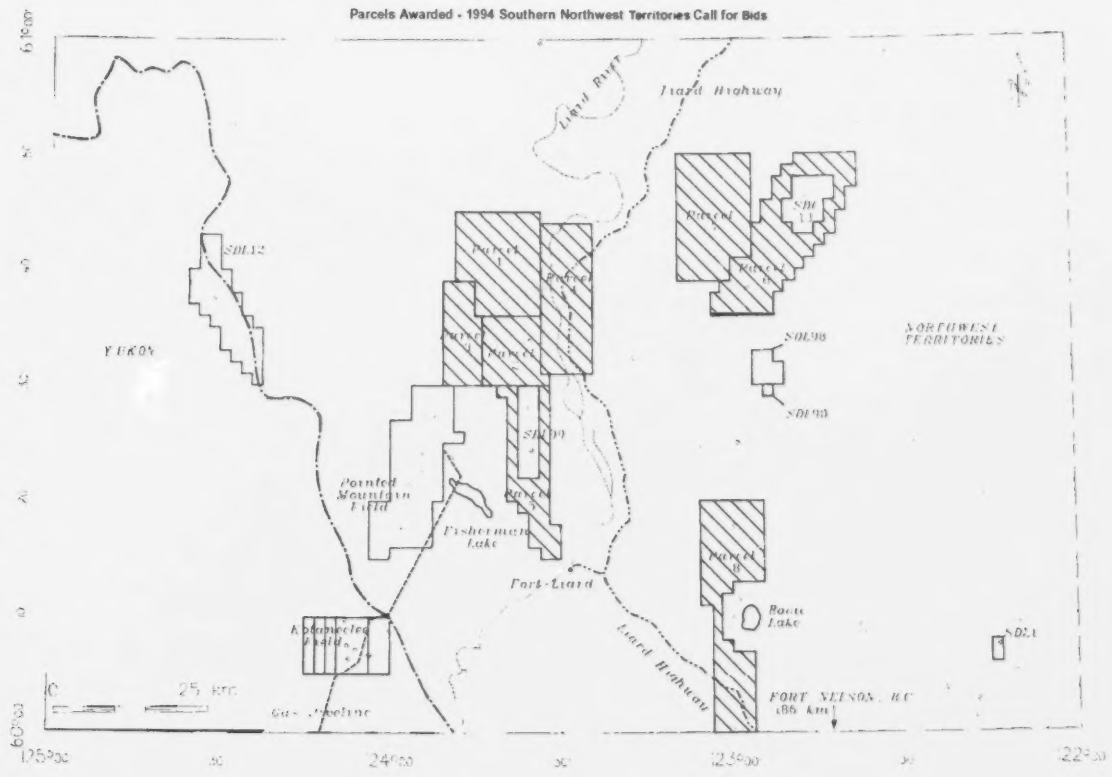
The provision of full and fair opportunities for Canadians to supply goods and services used in northern oil and gas activities is specifically defined in legislation, the ***Canada Oil and Gas Operations Act*** (COGOA). When exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for northeners.

Although activity remained low in 1994, the amount invested in the North for exploration, production and development activities remained about the same as for 1993.

With the settlement of land claims in the North and a high level of industry activity in northern British Columbia, a positive environment is being established for the future of the petroleum industry in the North. The opening of new areas to exploration should lead to greater employment and business opportunities. Together with the territorial governments, the Department of Indian Affairs and Northern Development (DIAND) will continue to encourage full and fair access to these opportunities.

Details of Successful Bids: Southern Northwest Territories

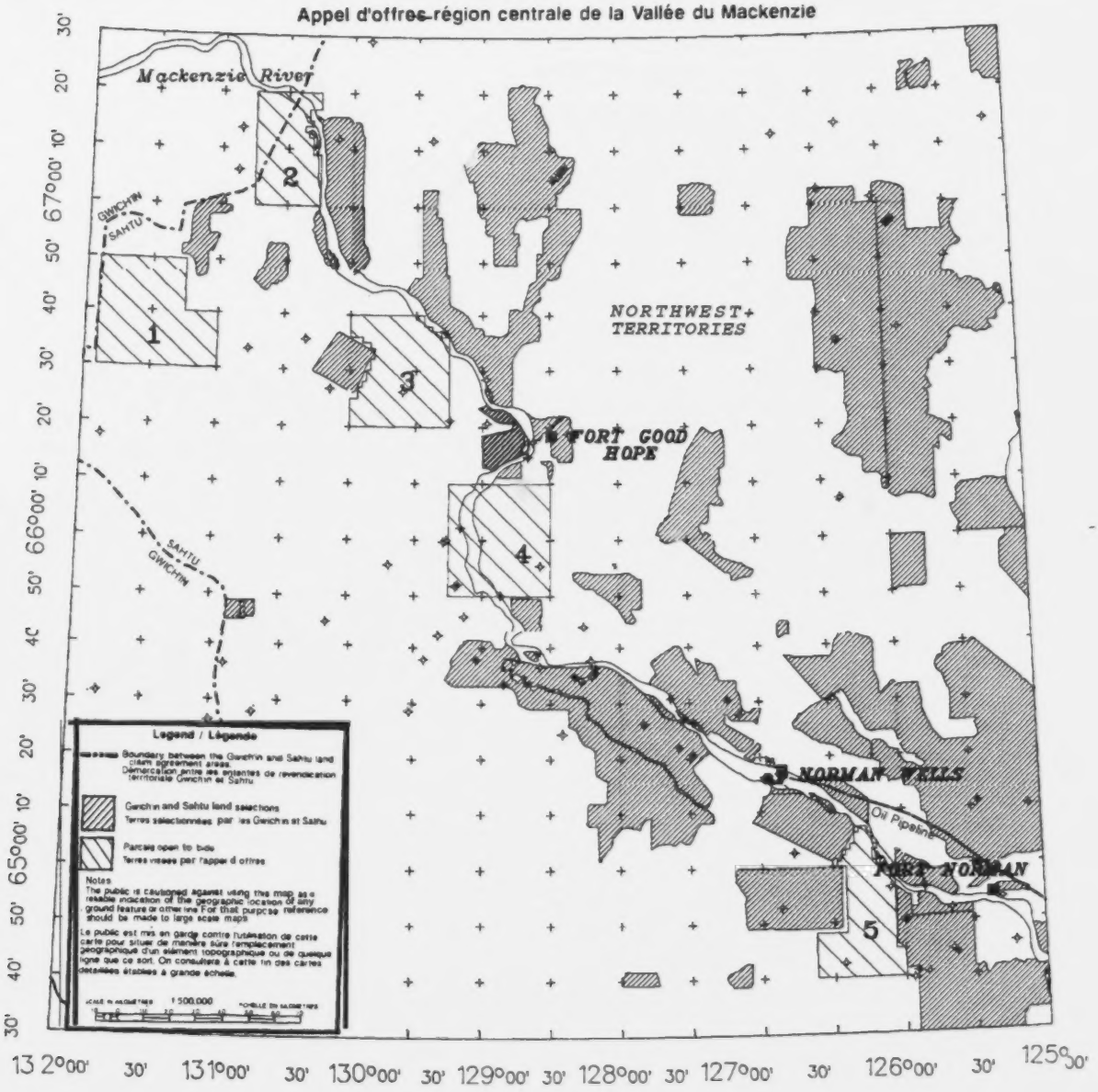
Parcel	Winning bidders	Bid submitted
1	Ranger Oil Limited (100%)	$1838 075
2	Ranger Oil Limited (100%)	$3 529 000
3	Amoco Canada Petroleum Company Ltd. (50%) Chevron Canada Resources Limited (50%)	$1278 934
4	Ocelot Energy Inc. (100%)	$1 500 000
5	Chevron Canada Resources Limited (100%)	$1201200
6	Shell Canada Limited (100%)	$1768 600
7	Paramount Resources Ltd. (100%)	$2 800 000
8	Shell Canada Limited (100%)	$8 765 580



Central Mackenzie Valley Call for Bids

1994

Appel d'offres région centrale de la Vallée du Mackenzie



Land Status at Year End. 1994

Region	Active licences*1	Lands relinquished (millions of ha)	Lands issued (millions of ha)	Lands active (millions of ha)	Pending lands*2 (millions of ha)
Mainland Territories	53	0	0*3	0.2	0
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	72	0	0*3	1.1	0.9
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	0	0	1.3	2.5
Total	148	0	0*3	2.6	3.4

Land Holdings at Year End

	1990	1991	1992	1993	1994
Number of licences active*'	132	147	149	151	148
Lands issued in licences (millions of ha)	0.1	0.3	0*3	0*3	0
Lands relinquished or surrendered (millions of ha)	1.1	1.3	0.2	0	0*3
Lands active (millions of ha)	3.8	2.7	2.6	2.6	2.6

*1 Includes exploration, significant discovery and production licences.

*2 Includes areas such as Cape Bathurst and Baffin Bay.

*3 Less than 0.1.

Gross Oil and Gas Revenues Received in 1994 (in dollars)

	Issuance fees	Rentals	Registration fees	Royalties	Total
January	0.00	0.00	0.00	942 525.08	942 525.08
February	0.00	0.00	0.00	68 354.20	68 354.20
March	0.00	399.23	325 .00	976 852.00	977 576.43
April	0.00	0.00	0.00	459 018.71	459 018.71
May	0.00	0.00	325 .00	671468.58	67 1 468.58
June	0.00	5 979.00	42.75	591 741.60	597 763.35
July	10 500.00	0.00	70.50	702 829.71	1 563 415.97 *1
August	0.00	0.00	0.00	792 227.35	792 227.35
September	20.00	1 440.00	10.25	5 11 782.66	713 356.91 *2
October	0.00	0.00	93.75	495 460.28	495 554.03
November	0.00	0.00	0.00	601 605.89	601 605.89
December	6 750.00	0.00	0.00	695 356.16	702 106.16
Total $	17 270.00	7 818.23	627.25	7 455 222.42	8 531 057.66

*1 Includes $850 0 15.76 in forfeiture payments
*2 Includes $200 104.00 in forfeiture payments

Active Northern Exploration Licences

EL317

Representative: Pembina
Effective date: October 5, 1986
Expiry date: n/a
Status: Under work prohibition order
Area: 175810ha

EL329

Representative: Amoco
Effective date: September 5, 1987
Expiry date: n/a
Status: Under work prohibition order
Area: 349 982 ha

EL344

Representative: Imperial Oil
Effective date: June 1, 1987
Expiry date: n/a
Status: Maintained under application for significant discovery
Area: 7 787 ha

EL355

Representative: Imperial Oil
Effective date: August 1, 1990
Expiry date: n/a
Status: Maintained under application for significant discovery
Area: 15 351 ha

EL358

Representative: Chevron
Effective date: December 16, 1991
Expiry date: December 15, 2000
Status: One well to be drilled before December 16, 1996
Work bid: $3 200 000
Area: 140 088 ha

EL359

Representative: Shell
Effective date: December 16, 1991
Expiry date: December 15, 1999
Status: One well to be drilled before December 16, 1995
Work bid: $1 555 880
Area: 37 322 ha

EL360

Representative: Shell
Effective date: December 16, 1991
Expiry date: December 15, 1999
Status: One well to be drilled before December 16, 1995
Work bid: $6 556 728
Area: 36 765 ha

EL361

Representative: Shell
Effective date: December 16, 1991
Expiry date: December 15, 1999
Status: Drilling commitment fulfilled
Work bid: $45 223 000
Area: 36 756 ha

Exploration

No exploratory program (including geophysical and geological surveys and exploratory drilling) was conducted north of 60" in 1994. All drilling activity was concentrated on the development of existing fields at Pointed Mountain and Cameron Hills.

Development and Production

Norman Wells

The Norman Wells oil field is Canada's fourth largest producing oil field in terms of remaining reserves, with estimated ultimate recoverable reserves of 37.5 million cubic metres (236 million barrels). Oil was discovered there in 1920. A small refinery has been operated since 1930 by Imperial Oil, which holds a two-thirds interest and the federal government holds the remaining one-third. A project to expand the facilities began in 1983. About half of the recoverable hydrocarbon reserves have been produced to date and production is expected to continue for the next 25 years.

In 1992, Imperial Oil received approval to amend the Norman Wells Development Plan to include a three-year hydrocarbon miscible flood project. The project is assessing the technical merits of hydrocarbon miscible flooding in the Norman Wells pool using propane as the flooding medium. Imperial Oil started up the project in February 1993.

In 1994, the volume of oil produced from the field was 1.73 million cubic metres (10.9 million barrels), a decrease of 3.4 percent from 1993. Production peaked in July with an average daily production rate of 4991 cubic metres. Cumulative oil production to the end of 1994 was 21.3 million cubic metres. The volume of gas produced decreased slightly from 133.6 million cubic metres in 1993 to 124 million cubic metres in 1994.

At the end of the year, there were 168 production wells, 156 injection wells (150 water injected, 6 propane injected), and 3 observation wells in the field.

Bent Horn

Oil production from the Bent Horn field in the Arctic Islands totalled some 53 thousand cubic metres (333 thousand barrels) in 1994. A total of 48.5 thousand cubic metres (305 thousand barrels) were shipped from Cameron Island during the summer in the *M.V. Arctic,* a double-hulled tanker.

Kotaneelee

In February 199 1, production resumed at the Kotaneelee gas field in the southern Yukon, which had been shut-in since 1980. Natural gas production in 1994 amounted to 47 1.1 million cubic metres (16.6 Bcf).

Pointed Mountain

Natural gas production from the Pointed Mountain gas field in the southern part of the Northwest Territories amounted to 63.6 million cubic metres (2.2 Bcf) in 1994. Amoco re-entered two existing wells in the field with the hope of increasing production. The bottom hole portions of both wells were abandoned, but from these two wells the company subsequently completed two sidetracked wells, one of which was placed on production, and the other was plugged.

Cameron Hills

There was no production from the Cameron Hills oil field in 1994. Paramount drilled two more development wells during the year.

Well Activity

Well Name	Latitude/ Longitude	Activity	Status/ Result	Total Depth(m)
Paramount et al Cameron I-74	60°03'35"N/ 117°28'19"W	development, Rig: Phelps 4E, Flint No.718	PLUGGED & SUSPENDED spud: 0 1.27-94 rig release: 02.14.94 well termination date: n/a	1644
Paramount et al Cameron C-75	60°04'02"N/ 117°29'12"W	development, Rig: Phelps 4E, Flint No 7 18	PLUGGED & SUSPENDED spud: 02.17.94 rig release: 03.20.94 well termination date: n/a	1590
PanAm Pointed Mountain K-45	60°24'33"N/ 123°53'51"W	development Rig: Drive Rig 41	ABANDONED re-entry: 06.10.94, Nahanni formation abandoned lower zone: 06.19.94	4100
PanAm Pointed Mountain K-45A	60°24'33"N/ 123°53'51"W		SHUT-IN spud: sidetrack 06.20.94 Rig Release: 07.27.94 Workover: 09.04.94 Rig Release: 09.08.94	2823
PanAm Pointed Mountain P-53	60°22'45"N/ 123°54'33"W	development Rig: Drive Rig 41	ABANDONED Re-entry: 07.27.94 to abandon lower portion and prepare for sidetrack and re-entry to the Nahanni formation. Lower Zone abandon: 09.03.94	4371
PanAm Pointed Mountain P-53A	60°22'45"N/ 123°54'33"W		PRODUCTION Spud:08. 10.94 sidetracked from 3690 and open hole completed Nahanni Rig Release: 09.03.94	4104
Imperial Atertak E-4 1	69°25'55"N/ 132°42'38"W		ABANDONED 03.17.94	1984
Imperial Pikiolok M-26	69°25'55"N/ 132°37'26"W		ABANDONED 03.19.94	1986
Esso Ivik J-26	69°35'42"N/ 134°20'38"W		ABANDONED 03.22.94	3648

Statistical Summary[*1]

Activity Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Licences issued[*2]	4	24	5	2	0
Wells spudded	12	9	2	0	0
Metres drilled	15 811	15 325	2 560	0	0
Wells terminated	14	9	2	0	4
Geophysical programs run	8	6	4	2	0
Reflection seismic (km)	4 552	3 641	5 822	340	0
Rig-months	12	12	2	0	0

Discovered Resource Inventory, 1994[*3]

	Crude Oil (millions of m^3)	Natural Gas (billions of m^3)
Mainland Territories	39	35
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	360
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**345**	811

*'Exploration, development, production and resource inventory statistics courtesy of the National Energy Board. Resource estimates are expressed as best current estimates.

*2Includes exploration, significant discovery and production licences.

*3Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates.

Oil and Gas Production

	1990	1991	1992	1993	1994
Oil production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1841.0	1 894.0	1 850.0	1 790.0	1 730.0
Bent Horn	24.0	32.6	28.2	56.9	52.9
Total	**1 865.0**	**1 926.6**	**1 878.2**	**1 846.9**	**1 782.9**
Gas production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	74.0	90.0	86.7	99.6	63.6
Norman Wells	126.0	130.0	128.0	133.6	123.9
Kotaneelee	0	227.2	506.9	492.3	471.1
Total	**200.0**	**447.2**	**721.6**	**725.5**	**658.6**

Mainland Territories

Activity Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Wells spudded					
Exploratory/delineation	11	7	0	0	0
Development	0	1	0	0	4
Total	11	8	0	0	4
Wells terminated*[1]					
Exploratory/delineation	12	7	0	0	0
Development	0	1	0	0	4
Total	***12***	***8***	***0***	***0***	***4***
Metres drilled	14 197	12 153	0	0	0
Exploratory/delineation	14 197	11517	0	0	0
Development	0	636	0	0	0
Rigs active	6	5	0	0	0
Geophysical programs run	2	5	1	1	0
Reflection seismic (km)	181	321*[2]	1867*[2]	55	0
Money spent (millions of dollars)					
Geophysical/geological	2.8	2.5	1.1	0.5	0
Exploratory/delineation/ Workovers*[3]	26.3	18.8	7.7	4.9	0
Development drilling	0	3.7	0	0	4
Production facilities	0	0	8.6	5.6	8.8
Total money spent (millions of dollars)	***29.1***	***25.0***	***17.4***	***11.0***	***12.8***

*[1] In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.

*[2] Includes three-dimensional seismic equivalent.

*[3] Includes extended production tests.

Resource Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Discovered resources*1					
Gas (billions of m^3)	35.5	22.7	22.7	34.6	35.0
Oil (millions of m^3)	37.7	39.1	39.1	39.4	40.0
Gas and oil production					
Pointed Mountain gas (millions of m^3)	74	90	87	100	100.0
Norman Wells gas (millions of m^3)	126	130	128	134	134.0
Norman Wells oil (thousands of m^3)	1841	1894	1850	1790	1790.0
Kotaneelee gas (millions of m^3)	0	227	507	492	493.0

Land Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Licences issued*2	1	12	2	0	0
Active licences	45	51	53	53	53
Lands issued in licences (millions of ha)	0	0*3	0*3	0	0
Lands relinquished or surrendered (millions of ha)	0.4	0.5	0*3	0	0
Lands active (millions of ha)	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2

*1 Includes new discoveries and revisions to previous estimates.

*2 Includes exploration, significant discovery and production licences.

*3 Less than 0.1.

Mackenzie Delta and Beaufort Sea

Activity Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Wells spudded					
Exploratory/delineation	1	1	2	0	0
Wells terminated*1					
Exploratory/delineation	2	1	2	0	0
Metres drilled					
Exploratory/delineation	1614	3 173	2 560	0	0
Rigs active	2	1	1	0	0
Rig-months	2	2	2	0	0
Geophysical programs run	6	1	3	1	0
Reflection seismic (km)	4 371*2	3 320	3 955*2	285	0
Money spent (millions of dollars)					
Geophysical/geological	16.6	4.2	8.8	4	0
Exploratory/delineation/workovers	18.9	4.9	10.1	0	0
Total money spent (millions of dollars)	35.5	9.1	18.9	4	0

Resource Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Discovered resources*3					
Gas (billions of m^3)	356.6	357.0	356.0	359.5	360.0
Oil (millions of m^3)	240.7	241.4	228.0	240.0	240.0

*1 In the Beaufort Sea, where operations are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.
*2 Includes three-dimensional seismic equivalent.
*3 Includes new discoveries and revisions to previous estimates.

Land Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Licences issued [*1]	3	12	3	2	0
Active licences	64	73	73	73	72
Lands issued in licences (millions of ha)	0.1	0.3	0 [*2]	0 [*2]	0
Lands relinquished or surrendered (millions of ha)	0.7	0.8	0.2	0 [*2]	0 [*2]
Lands active (millions of ha)	1.9	1.2	1.1	1.1	1.1

[*1] Includes exploration, significant discovery and production licences.
[*2] Less than 0.1.

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

Activity Status[*1]

	1990	1991	1992	1993	1994
Money spent (millions of dollars)					
Geophysical/geological	0	0	0	0.4	0
Exploratory/delineation/workovers	0	2.7	4.2	n/a	0
Production facilities	0	0	0.2	0	0
Total money spent (millions of dollars)	**0**	**2.7**	**4.4**	n/a	n/a

Resource Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Discovered resources[*2]					
Gas (billions of m^3)	416.4	416.4	416.4	416.4	416.4
Oil (millions of m^3)	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7
Oil production					
Bent Horn (thousands of m^3)	24.0	32.6	28.2	56.9	48.5

Land Status

	1990	1991	1992	1993	1994
Licences issued[*3]	0	0	0	0	0
Active licences	23	23	23	23	23
Lands issued in licences (millions of ha)	0	0	0	0	0
Lands relinquished or surrendered (millions of ha)	0	0	0	0	0
Lands active (millions of ha)	1.29	1.3	1.3	1.3	1.3

[*1] No drilling or geophysical activity to report since 1989.
[*2] Includes new discoveries and revisions to previous estimates.
[*3] Includes exploration, significant discovery and production licences.

Acts and Regulations

An amendment was made to the *Canada Petroleum Resources Act* giving force to the Norman Wells Amending Agreement of 1994. The Amending Agreement extends the term of the 1944 Norman Wells Proven Area Agreement between Imperial Oil and the Government of Canada, and marginally adjusts the boundaries of the area covered by the original agreement. This is expected to maximize production from the field and to lead to a $30 million drilling program.

Many of the regulatory initiatives of 1994 are being carried forward into 1995 under the National Energy Board as a result of Bill C-6. On May 12, 1994, Bill C-6 received Royal Assent. This amended the *Canada Oil and Gas Operations Act,* the *Canada Petroleum Resources Act* and the *National Energy Board Act* and made consequential amendments to other Acts. Bill C-6 resulted in the transfer of oil and gas regulatory functions to the National Energy Board.

The Drake Point F- 16 Royalty Regulations were revoked in 1994.

With the passage of Bill C-6, the National Energy Board will carry forward into 1995 the following regulatory amendment initiatives:

Canada Oil and Gas Geophysical Regulations
Canada Oil and Gas Drilling Regulations
Canada Oil and Gas Installation Regulations
Canada Certificate of Fitness Regulations
Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations
Canada Oil and Gas Diving Regulations
Offshore Installation Manager Regulations
Canada Oil and Gas Operations Regulations

The regulatory amending initiatives which remain the responsibility of the Department of Indian Affairs and Northern Development and which are being carried forward into 1995 are:

The Frontier Land Registration Regulations
Canada Oil and Gas Land Regulations
Frontier Lands Petroleum Land Division and Survey Regulations

Environmental Measures

Environmental Reviews

Environmental assessments were carried out for the redrilling of two gas wells located in the Pointed Mountain field, for drilling two wells in the Cameron Hills area and for the abandonment of three wells near Tuktoyaktuk.

Northern Oil and Gas Action Program

The Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP) was a multi-disciplinary research and planning program established in 1984 to increase the federal government's ability to respond to future northern hydrocarbon development proposals. Although NOGAP was terminated in 1994, it was successful in supporting studies that responded to the specific research and monitoring recommendations of the Beaufort Sea Steering Committee.

Beaufort Sea Steering Committee

The Beaufort Sea Steering Committee (BSSC) presented its final report to the Minister in 199 1. The report addresses the concerns identified by the Inuvialuit Environmental Impact Review Board regarding oil spill preparedness. Substantial progress has been made since 199 1 to implement the recommendations of the BSSC. An implementation plan was developed that identified appropriate government departments, Aboriginal organizations and industry groups responsible for implementing the committee's recommendations. Scientific workshops have successfully addressed the routine aspects of oil and gas development.

A computerized atlas entitled *An Environmental Atlas for Beaufort Sea Oil Spill Response,* which identifies sensitive ecosystems and coastal features in offshore exploration areas, has been completed. The digital map files are in QUIKMap format which are linked to the associated attribute information that is stored in D-Base files. The report entitled *Beaufort Sea Oily Waste Disposal Sites* is available from Environment Canada for use 'in case of an oil spill. This report identifies potential disposal sites in the vicinity of the Beaufort coast.

Beaufort Region Environmental Assessment and Monitoring

The Beaufort Region Environmental Assessment and Monitoring (BREAM) program was a NOGAP-funded initiative that identified the most important research and monitoring priorities related to future hydrocarbon development in the Beaufort Sea, Mackenzie Delta and Mackenzie Valley. When the BREAM program concluded in 1994, a final report and an annotated guide were prepared. The report focusses on BREAM research and monitoring recommendations, as well as those of the Beaufort Environmental Monitoring and the Mackenzie Environmental Monitoring Programs. The annotated guide includes the final reports of the series from these two programs and BREAM.

Arctic Seas Strategic Plan

The Arctic Seas Strategic Plan (ASSP) outlines the responsibilities of government in responding to spills in Arctic marine waters. It establishes lead and support roles for various agencies depending on the source and location of the spill. Oil spill contingency plans within the framework of the ASSP are to be updated and improved by the various agencies.

Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Fund (ESRF), under the ***Canada Petroleum Resources Act,*** funds environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The focus is on studies that provide information required for regional or national regulatory decision making. Board members represent federal government departments, regional petroleum boards, petroleum industry organizations and the general public. The program is funded from levies on interest holdings on frontier lands. The ESRF administration is presently completing a program of six studies which were initiated over the past four years. No new studies have been supported in 1994 and all current studies are expected to be published by mid-l 995. A published report is available for each study funded by the program.

Following a program review by a task force, it was recommended that ESRF be maintained as a mechanism for joint industry-government research, but the levy should be reduced to zero until activities in frontier lands increase.

Program on Energy Research and Development

The Program on Energy Research and Development (PERD) funds energy research directed to wealth generation, industrial development, productivity and the safety. In 1994, the National Energy Board was allocated $2.1 million by PERD to promote research and development initiatives relevant to oil and gas activities. Some 60 projects were undertaken with this funding, 20 of which focused on issues specific to oil and gas activities in the North. The remainder of the projects were of a more generic nature with applicability throughout Canada's North. Among projects pertaining to northern oil and gas activities were:

- fate and behaviour of oil in cold water and in broken ice (Bent Horn, Norman Wells and Amauligak oils were investigated)
- Molikpaq ice load data analysis
- consensus on ice loads
- terrain stability and northern pipelines
- Beaufort Sea region granular resource management

Other government departments are allocated the remaining $14 million of PERD Task 6 funding. Many of the projects they undertake respond to oil and gas research and development priorities for oil and gas activities in northern frontier areas as identified by DIAND and the National Energy Board.

Sources of Information

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the **Department of Indian Affairs and Northern Development.** To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
OTTAWA, Ontario, Canada K1 A OH4

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from:
Chief, Rights Issuance and Policy-Telephone (8 19) 994-l 606

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from:
Manager, Rights Administration and Registrar-Telephone (8 19) 953-8490

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities is available from:
Senior Geophysicist-Telephone (8 19) 953-8722

Other relevant departmental information and publications such as *Land Use Regulations, Environmental Operating Guideline Handbooks* and land claim settlement agreements are available from the department's **Enquiries Kiosk, by calling (819) 997-0380 or by Fax (819) 953-3017.**

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development

Street Address:	6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec
Telephone:	(819) 997-0877
Fax:	(819) 953-5828
Internet:	http://www.inac.gc.ca

Other Sources of Information

National Energy Board (NEB)
Cadillac Fair-view Building 3 11–6th Ave. SW,
Calgary AB T2P 3H2
Telephone: (403) 292-4800 Fax: (403) 292-5503

Through the offices of the NEB information on the following is available:

- the **Regulatory Support Office** has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- the **Resource Evaluation Branch** provides access to released geological and geophysical reports;
- the **Engineering Branch** provides access to released well history reports and records;
- and the **Environmental Directorate** has information relating to the Environmental Studies Research Fund

The Geological Survey of Canada's **Institute of Sedimentary and Petroleum Geology,** provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60" at its offices at 3303-33rd Street NW, Calgary AB T2L 2A7.
Telephone: (403) 292-7000 Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:
Core Storage and Laboratory,
Atlantic Geoscience Centre, Bedford Institute of Oceanography,
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6 127 Fax: (902) 426-6 186

Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:
Office of Energy Research and Development,
Natural Resources Canada,
580 Booth Street, Ottawa ON K1A OE4
Telephone: (613) 995-8860 Fax: (613) 995-6146

Pétrole et gaz du Nord

Rapport annuel1994

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Ronald A. Irwin, C.P., député,
ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien
Ottawa, 1995

QS-8509-000-FF-A1
N° de catalogue R71-47/1994F
ISBN o-662-80159-8

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada

This publication is also available in English
under the title:

Northern Oil and Gas -Annual Report 1994

Message de l'honorable Ronald A. Irwin, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je soumets au Parlement le ***Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord*** de 1994.

L'an demier, j'ai indique au Parlement que le Nord du Canada était à l'aube d'une ère nouvelle. La reprise de la prospection petroliere et gazière sur les terres publiques me porte à croire que nous en avons franchi le seuil. De veritables progrès marquent l'annee qui vient de s'ecouler. Les partenariats que nous avons etablis avec les residants du Nord serviront d'assises à un avenir fécond pour tous les Canadiens pendant que nous continuons d'unir nos efforts pour renforcer l'economie du Nord.

Deux demandes de designations, dans les regions du sud des Territoires du Nord-Ouest et de la vallée du Mackenzie, ont suscite l'intérêt d'entreprises en vue de la reouverture de la partie continentale à l'activité de prospection. Deux appels d'offres, lances par la suite en 1994, ont attire des soumissions très concurrentielles. En decembre, les resultats ont été annoncés pour le sud des Territoires du Nord-Ouest, couronnant ainsi la fin de l'annee d'une note prometteuse. Les resultats des appels d'offres pour la vallée du Mackenzie seront annonces en 1995.

La réouverture de la par-tie continentale à la prospection est le résultat des efforts des collectivites du Nord et des representants de mon ministère qui, ensemble, ont œuvré à cette réalisation concrete. Celle-ci multipliera les occasions d'emploi et les debouches d'affaires dont la population du Nord a tant besoin.

L'intérêt vif et renouvele que porte l'industrie pétrolière a la region fait plaisir à voir. Je suis persuade que cette initiative rehaussera la sensibilite et l'intérêt du secteur privé à l'endroit des débouchés uniques qu'offre le Nord aux investisseurs. Il est également encourageant de constater que les populations autochtones du Nord sont, pour leur part, intéressées à donner à l'industrie petroliere l'occasion de participer a l'avenir du Nord.

Au cours de l'annee qui vient de se terminer, le gouvemement a éloquemment démontré son engagement au renouveau economique de toutes les regions du Canada, y compris les regions situées au nord du 60" parallele. Cet engagement inclut l'adoption du projet de loi C-25, la loi modifiant la ***Loi fédérale sur les hydrocarbures,*** qui prevoit le maintien en exploitation du champ pétrolifère de Norman Wells tant que ce demier sera rentable.

Au chapitre des grandes initiatives en matière de reglement de revendications territoriales, de transfer-t de responsabilites et de developpement durable dans la conjoncture financièrement contraignante que nous connaissons, cette nouvelle ère posera certainement plusieurs défis. Les partenariats etablis devront temoigner constamment de leur engagement en faveur d'un avenir démontrant que le Nord est un lieu où la tradition et l'innovation peuvent s'appuyer reciproquement et être toutes deux valorisées à l'aube du XXI" siecle.

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord 3
Processus de gestion des ressources en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* 5
pétrole et du gaz 6
..... 6
Demande de designations 7
Appels d'offres ..... .
Emploi et retombees economiques 8
Prospection 15
Exploitation et production 15
Norman Wells ..... .15
Bent Horn 16
Kotaneelce 16
Pointed Mountain .....
Cameron Hills
activitéss .....
Résumé 18
Partie 20
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 22
Îles dl'Arctique extracôtière l'Arctique 24
règlements 25
..... 26
Examens des effets environnementaux 26
Programme d'initiatives pétrolières et gazieres dans le Nord 26
Comité directeur de la mer de Beaufort 26
Surveillance et evaluation environnementales dans la region de Beaufort 26
Plan strategique des mers arctiques 27
Fonds pour l'étude de l'environnement 27
Programme de recherche et de developpement energetiques 27
Sources d'information 29
C a r t e s
Terres domaniales du Nord canadien 2
Decouvertes de pétrole et de gaz ..... Au centre
Les entreprises choisies-Sud des Territoires du Nord-Ouest 10
Parcelles designees pour la vallée du Mackenzie 11

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord

Bien que l'activite de prospection dans le Nord soit demeuree faible en 1994, d'importants indices La mise en œuvre des ententes de règlement des revendications territoriales des Gwich'in et des Sahtu, ai autochtones et des Deh Cho de Fort Liard ont permis la concretisation des premiers processus d'attribution de droits petroliers et gaziers dans la par-tie sud des Territoires du Nord-Ouest et la vallee centrale du Mackenzie depuis 25 ans.

Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, est situé immediatement au nord du nord-est de la Colombie-Britannique, une region où la prospection s'est intensifiée. Une demande de designations a mené à un appel d'offres concernant huit parcelles dont la superficie totale atteint presque 150 000 hectares. Les dépenses totales prévues dans le cadre des huit permis délivrés depassent 22 millions de dollars. On s'attend à ce que l'activite de prospection dans la region commence par des travaux sismiques en 1995.

La partie centrale de la vallee du Mackenzie comprend l'important champ pétrolifère de Norman Wells. La demande de designations de terres dans cette region a également suscite l'intérêt de l'industrie. Cinq parcelles couvrant une superficie totale d'environ 527 000 hectares ont fait l'objet d'un appel d'offres concurrentielles qui prendra fin en avril 1995.

Aucun programme de prospection (y compris des levés geophysiques et geologiques ou des forages de prospection) n'a été effectué au nord du 60" parallele en 1994. Toute l'activite de forage a été axée sur la mise en valeur des champs pétrolifères connus de Pointed Mountain et de Cameron Hills.

Les dépenses en prospection pétrolière et gaziere dans le Nord ont rapidement diminué après avoir atteint un sommet de près dun milliard de dollars du milieu des années 1980; en 1994, elles se sont chiffrées à environ 9 millions seulement. Les redevances versées par l'industrie pour la production pétrolière et gaziere du Nord se chiffrent à 7,4 millions de dollars pour l'année 1994.

Une modification mineure mais importante a été apportée a la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* donnant force de loi à l'Accord modificateur de Norman Wells de 1994. L'accord modificateur prolonge la durée de l'entente sur la superficie prouvee de Norman Wells, conclue en 1944 entre la Compagnie pétrolière imperiale et le gouvemement, et modifie légèrement les frontier-es des terres définies par l'entente. Cette modification devrait maximiser la production et donner lieu à un programme de forage de 30 millions de dollars.

En mai 1993, le gouvemement federal et le gouvemement territorial du Yukon ont signé un accord (l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz) qui transfère au Yukon les responsabilites de l'administration et de la reglementation relatives à la prospection et à la mise

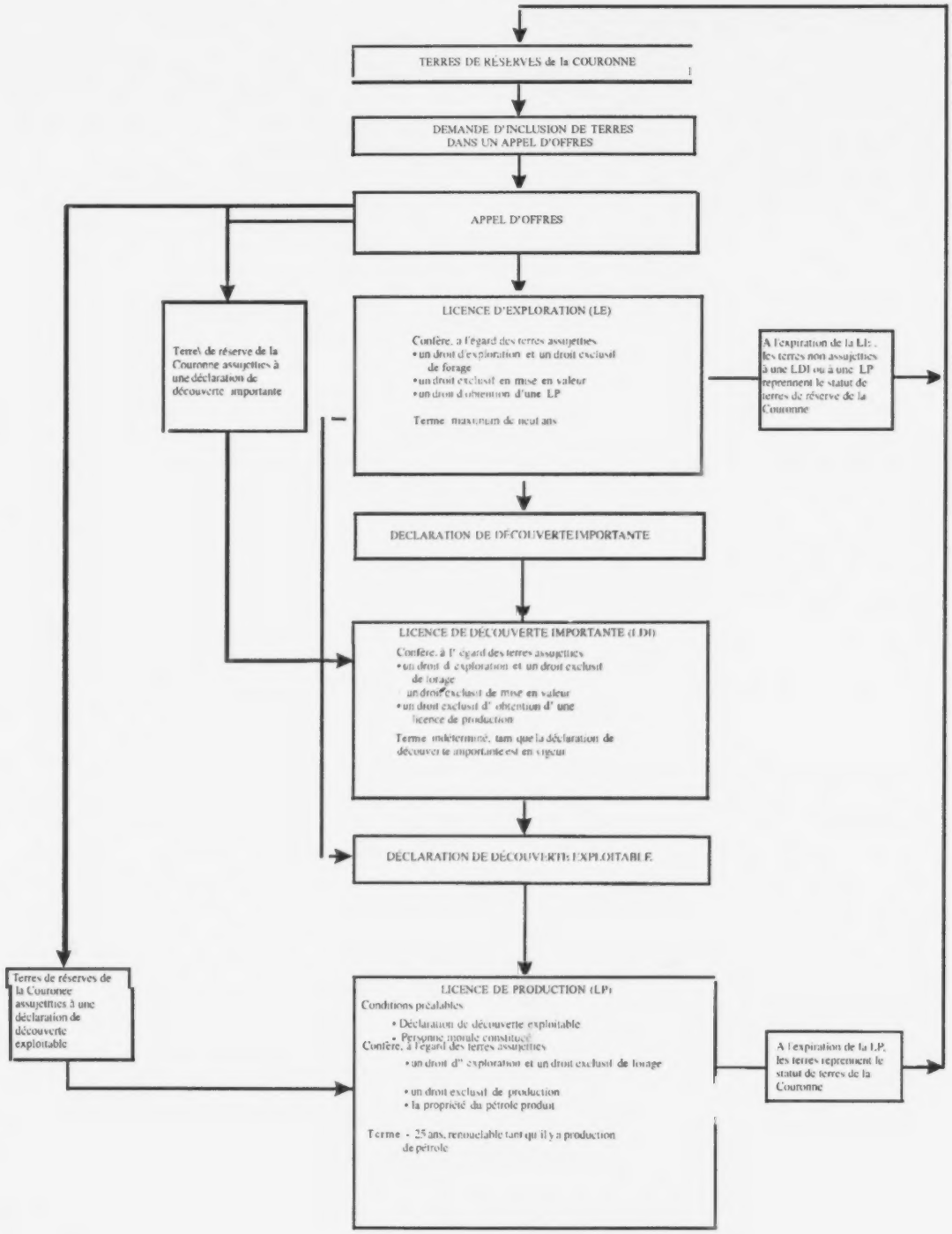
en valeur du pétrole et du gaz sur la par-tie côtière du territoire. La mise en œuvre de l'Accord suivra son adoption par le Parlement du Canada et par l'assemblée legislative du Yukon. En 1994, les travaux visant l'elaboration d'une loi au stade d'ebauche se sont poursuivis. Après la mise en œuvre de l'Accord, le Yukon exercera une autorité de type provincial sur toute l'activité pétrolière et gaziere dans son territoire. L'Accord prevoit egalement un engagement à l'égard de la gestion partagee des ressources en pétrole et en gaz de la mer de Beaufort.

Le projet de loi C-6 a reçu la sanction royale le 12 mai 1994. Celui-ci modifie la ***Loi sur les opérations pétrolières au Canada,*** la ***Loi fédérale*** *sur les hydrocarbures,* ainsi que la ***Loi sur l'Office national de l'énergie.*** En vertu du projet de Loi C-6, l'Office national de l'energie peut fournir des conseils aux ministres, ainsi qu'aux agents et aux fonctionnaires des ministères fédéraux et provinciaux et des organismes gouvememental. Le projet de loi transfère egalement le droit de faire appel, d'effectuer des enquêtes et d'établir des ordonnances relatives aux questions de conservation, du Comité du pétrole et du gaz à l'Office national de l'energie.

Le volume des ressources deja decouvertes sur la partie continentale, dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort et sur les îles de l'Arctique atteint 346 millions de mètres cubes de pétrole et 813 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Selon les estimations globales, le Nord contiendrait environ 28 p. 100 des reserves potentielles globales de pétrole brut léger classique récupérable, qui sont de 7 443 millions de mètres cubes pour l'ensemble du Canada, et environ 32 p. 100 des ressources potentielles globales de gaz classique récupérable, estimées à 16,5 trillions de mètres cubes.

Toutefois, à ce jour, environ 1 100 puits seulement ont été fores dans le Nord, alors qu'il y en a deja environ 159 000 en Alberta. En outre, le Nord n'exploite qu'une proportion relativement faible de son pétrole et de son gaz, par rapport au sud du Canada. En consequence, alors que le Nord contient environ 25 p. 100 des reserves découvertes non exploitees du Canada, tant en pétrole qu'en gaz, l'importance des bassins septentrionaux est encore plus manifeste lorsque l'on tient compte des ressources en pétrole et en gaz classiques non encore decouvertes. Selon les estimations, le Nord contiendrait environ 40 p. 100 du potentiel non decouvert au Canada pour ce qui touche les reserves de pétrole brut léger et de gaz classiques.

Système de gestion des ressources établi en vertu de la Loi fédérale sur les hydrocarbures



Gestion du pétrole et du gaz

La gestion prudente des ressources de pétrole et de gaz au nord du 60" par-allele dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon relève du gouvernement federal. Cette responsabilite s'exerce dans un cadre de maintien de l'equilibre entre les intérêts du Nord et les intérêts nationaux, grace à la promotion d'investissements en prospection pétrolière et de choix de politiques de gestion des ressources qui favorisent le developpement durable.

La gestion des ressources de pétrole et de gaz des terres publiques au nord du 60" par-allele est régie par deux lois fédérales: la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC).

La LFH régit l'affectation des terres publiques aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'etablissement et la collecte des redevances. Elle est administree par le ministere des Affair-es indiennes et du Nord canadien.

La LOPC reglemente les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administree par l'Office national de l'energie.

Attribution des droits

L'année 1994 a marqué la premiere attribution de droits dans la partie continentale des Territoires depuis 25 ans. Deux demandes de designations, une dans le sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest et l'autre dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie ont reussi à susciter l'intérêt de l'industrie.

Le processus d'attribution des droits se deroule dans le cadre du dtveloppement durable. La prise de decisions est publique et transparente, et tient compte des opinions des gouvemements du Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, de nombreux minister-es du gouvemement federal ainsi que des Premieres nations concernees.

Demande de désignations

La demande de designations de 1994 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest a été le fruit d'une vaste consultation et collaboration avec le Conseil de bande de Fort Liard. Un partenariat a permis de determiner les exigences prtalables aux soumissions en matière d'environnement et d'avantages pour la region. Les connaissances traditionnelles sur la protection environnementale et sur l'utilisation des terres ont servi d'assises à l'exclusion de certaines terres du processus d'attribution de permis. Nous avons travaille ensemble pour maintenir l'équilibre entre les trois objectifs du developpement durable : la protection de l'environnement, la croissance economique et la stabilite sociale.

De même, la demande de designations de 1994 pour la vallée du Mackenzie s'est appuyee sur l'esprit des récentes ententes de reglement des revendications territoriales des Premieres nations Gwich'in et Sahtu, et a bénéficié de leur appui entier. Ces reglements de revendications territoriales definissent la façon dont les Gwich'in et les Sahtu affirment leurs droits sur les terres et les ressources naturelles, et définissent la propriété, les droits de chasse et de pêche et la participation à la gestion des terres et des ressources, ce qui élimine les incertitudes par la cogestion.

La demande annuelle de designations dans la region du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort n'a attire aucune deposition.

Appels d'offres

Huit parcelles couvrant environ 149 8 17 hectares ont été indiquees par l'industrie lors de la demande de designations de 1994 pour le sud des Territoires du Nord-Ouest, qui a pris fin le 13 juillet 1994. L'appel d'offres qui a suivi s'est terminé le 30 novembre 1994 et a réussi à attirer des soumissions de travaux d'un montant global de 22 681 389 $ pour les huit parcelles.

Le critere de selection des soumissionnaires était la somme totale des depenses prévues en travaux de prospection sur chaque parcelle donnée au cours des quatre premieres années du permis. Le forage d'un puits pendant ces quatre premieres années est une condition au renouvellement du permis pour

trois autres années. La tenure n'est pas liée à la dépense du montant total prévu dans une soumission. Les soumissionnaires retenus recevront le permis de prospection en janvier 1995.

Cinq parcelles, representant une superficie de quelque 526 526 hectares, ont été définies dans le cadre de la demande de designations de 1994 pour la vallée du Mackenzie. La date limite de l'appel d'offres qui a suivi a été fixée au 24 avrill995. Les cinq parcelles sont situees dans les plaines du Mackenzie et de la Peel, où les initiatives de prospection anterieures ont montré que le bassin sedimentaire sous-jacent est un prolongement vers le nord du riche bassin sedimentaire de l'Ouest canadien. L'important champ pétrolifère de Norman Wells de la Compagnie pétrolière impériale, quatrieme en importance parmi les champs pétrolifères en production au Canada, est situé dans cette region. Le critère de selection des soumissionnaires pour ces cinq parcelles est la somme totale des dépenses prévues en travaux de prospection au cours des premieres quatre ou cinq années de la licence.

Emploi et retombées industrielles

Les dispositions de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) prtcisent des exigences particulieres visant une participation equitable et universelle des Canadiens à la prestation des biens et services necessaires à l'activite pétrolière et gazike dans le Nord. Lorsque des travaux de prospection et d'exploitation sont entrepris dans le Nord, les sociétés titulaires doivent ménager a la population du Nord un accès equitable et complet à l'emploi, à la formation et aux occasions d'affaires.

Bien que l'activite soit demeuree faible en 1994, les montants investis en travaux de prospection, de production et de mise en valeur dans le Nord se sont maintenus au niveau de 1993.

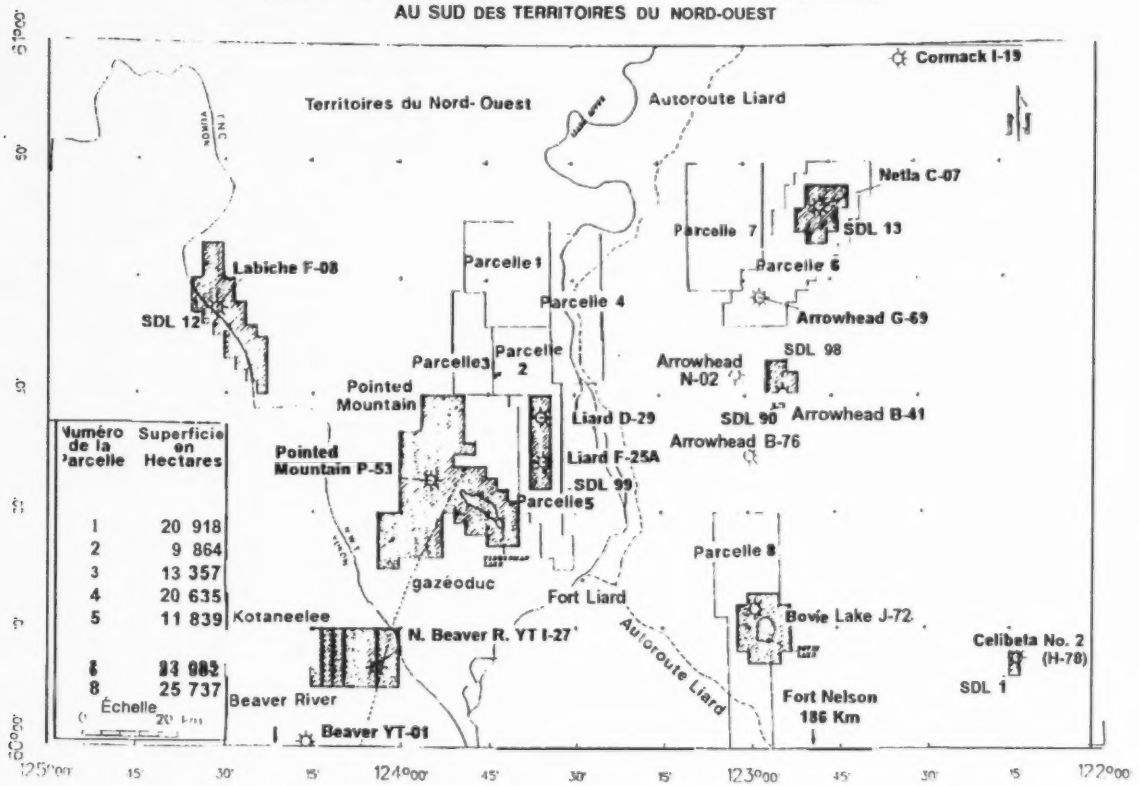
Le reglement des revendications territoriales dans le Nord et l'activite industrielle intense dans le nord de la Colombie-Britannique suscitent actuellement un climat propice à la revitalisation de l'industrie pétrolière du Nord. La prospection de nouvelles regions devrait accroitre le nombre d'emplois et de debouches commerciaux. De concert avec les

gouvemements territoriaux, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien continuera de promouvoir l'égalité d'accès à toutes les occasions issues de la prospection.

Renseignements sur les entreprises choisies – Sud des Territoires du Nord-Ouest

Parcelle	Soumissionnaires retenus	Montant des dépenses prévues
n° 1	Ranger Oil Limited (100 %)	1838 075 $
n° 2	Ranger Oil Limited (100 %)	3 529 000 $
n° 3	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.(50%) Chevron Canada Resources Limited (50 %)	1278 934 $
n° 4	Ocelot Energy Inc. (100 %)	1 500 000 $
n° 5	Chevron Canada Resources Limited (100 %)	1201200 $
n° 6	Shell Canada Limited (100 %)	1768 600 $
n° 7	Paramount Resources Ltd. (100 %)	2 800 000 $
n° 8	Shell Canada Limited (100 %)	8 765 580 $

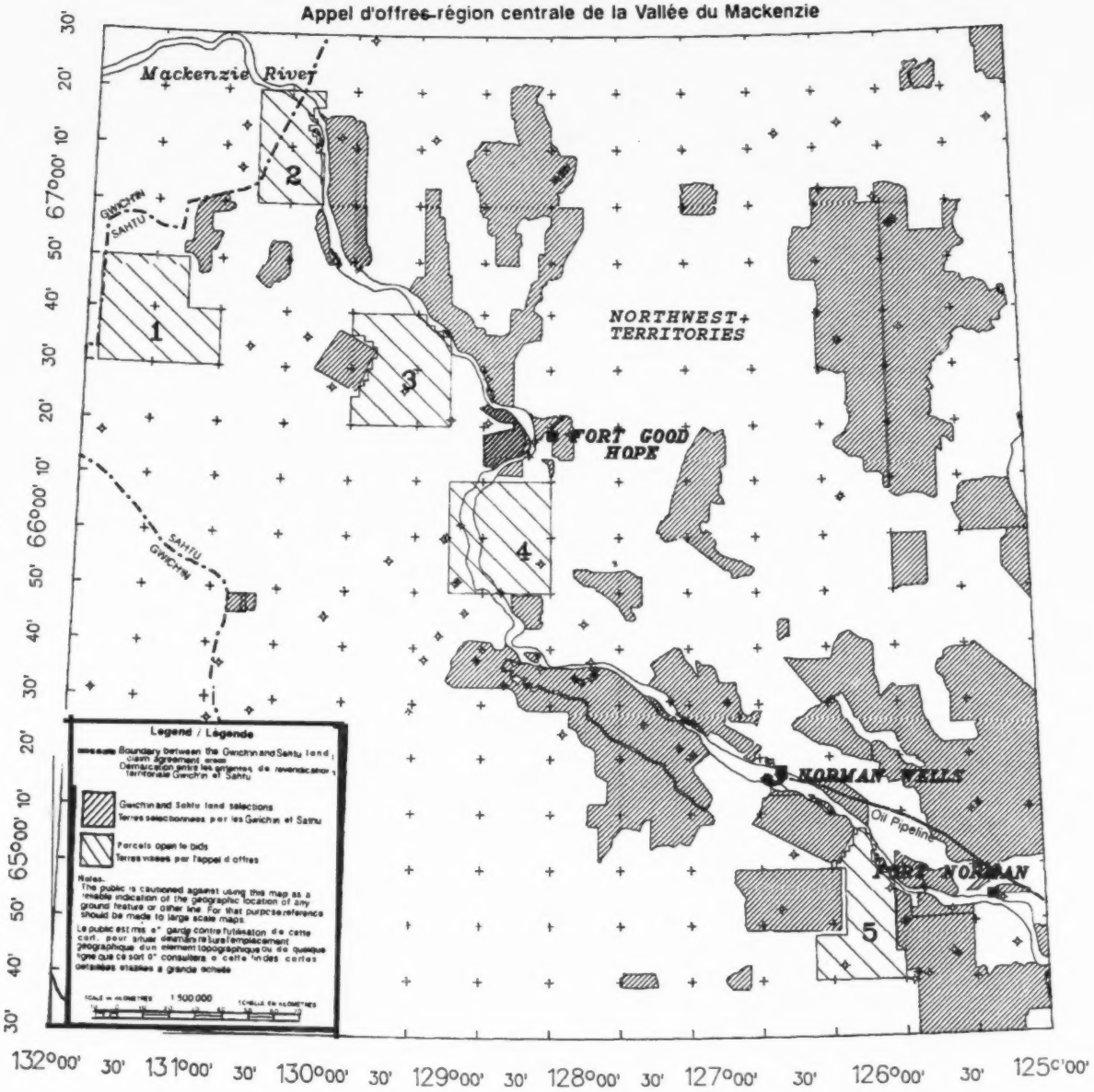
PARCELLES ATTRIBUÉES SUITE À L'APPEL D'OFFRES de 1994 RELATIF AU SUD DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST



Central Mackenzie Valley Call for Bids

1994

Appel d'offres–région centrale de la Vallée du Mackenzie



Bilan foncier à la fin de *1994*

Région	Nombre de permis en vigueur*1	Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	Terres en attente*2 (en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	53	0	0*3	0,2	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	72		0*3	1,1	0,9
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	0	0	1,3	2 s
Total	**148**	**0**	**0*3**	**2,6**	**3,4**

Portefeuilles fonciers à la fin de *1994*

	1990	1991	1992	1993	1994
Nombre de permis en vigueur*1	132	147	149	151	148
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0,1	0,3	0*3	0	0
Terres rétrocédées ou abandonnees (en millions d'hectares)	1,1	1,3	0,2	0	0,3
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,8	2,7	2,6	2,6	2,6

*1 Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.
*2 Comprend les régions comme le cap Bathurst et la baie de Baffin.
*3 Moins de 0,1.

Recettes pétrolières et gazières brutes perçues en 1994 (en dollars)

Mois	Droits d'émission	Loyers	Droits d'enregistrement	Redevances	Total
Janvier	0,00	0,00	0,00	942 525,08	942 525,08
Février	0,00	0,00	0,00	68 354,20	68 354,20
Mars	0,00	399,23	325,00	976 852,00	977 576,43
Avril	0,00	0,00	0,00	459 018,71	459 018,71
Mai	0,00	0,00	325,00	671 468,58	671 468,58
Juin	0,00	5 979,00	42,75	591 741,60	597 763,35
Juillet	10 500,00	0,00	70,50	702 829,7 1	1 563 415,97*1
Août	0,00	0,00	0,00	792 227,35	792 227,35
Septembre	20,00	1 440,00	10,25	511 782,66	713 356,91*2
Octobre	0,00	0,00	93,75	495 460,28	495 554,03
Novembre	0,00	0,00	0,00	601 605,89	601 605,89
Décembre	6750.00	0.00	0.00	695 356.16	702 106,16
Total ($)	17 270,00	7 818,23	627,25	7 455 222,42	8 531 057,66

*1 Comprend 850 0 15,76 $ en paiements forfaitaires.

*2 Comprend 200 140,00 $ en paiements forfaitaires.

Permis de prospection en vigueur dans le Nord

PP317

Titulaire:	Pembina
Date d'entree en vigueur :	Le 5 octobre 1986
Date d'expiration :	n.d.
Bilan de l'activite :	Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux
Superficie :	175810ha

PP329

Titulaire :	Amoco
Date d'entree en vigueur :	Le 5 septembre 1987
Date d'expiration :	n.d.
Bilan de l'activite :	Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux
Superficie :	349 982 ha

PP344

Titulaire :	Compagnie pétrolière impériale
Date d'entree en vigueur :	Le 1er juin 1987
Date d'expiration :	n.d.
Bilan de l'activite :	Prolongé en raison d'une demande d'attestion de decouverte importante
Superficie :	7 787 ha

PP355

Titulaire :	Compagnie pétrolière impériale
Date d'entree en vigueur :	Le 1er août 1990
Date d'expiration :	n.d.
Bilan de l'activite :	Prolonge en raison d'une demande d'attestion de decouverte importante
Superficie :	15351 ha

P P 3 5 8

Titulaire :	Chevron
Date d'entree en vigueur :	Le 16 decembre 1991
Date d'expiration :	Le 15 decembre 2000
Bilan de l'activite :	Un puits doit être fore avant le 16 decembre 1996
Depenses prevues dans la soumission :	3 200 000 $
Superficie :	140 088 ha

P P 3 5 9

Titulaire :	Shell
Date d'entree en vigueur :	Le 16 decembre 199 1
Date d'expiration :	Le 15 decembre 1999
Bilan de l'activite :	Un puits doit être fore avant le 16 decembre 1995
Depenses prevues dans la soumission :	1555 880 $
Superficie :	37 322 ha

PP360

Titulaire :	Shell
Date d'entree en vigueur :	Le 16 decembre 199 1
Date d'expiration :	Le 15 decembre 1999
Bilan de l'activite :	Un puits doit être fore avant le 16 decembre 1995
Depenses prevues dans la soumission :	6 556 728 $
Superficie :	36 765 ha

PP361

Titulaire :	Shell
Date d'entree en vigueur :	Le 16 decembre 199 1
Date d'expiration :	Le 15 decembre 1999
Bilan de l'activite :	Engagement de forage respecté
Depenses prevues dans la soumission :	45 223 000 $
Superficie :	36 756 ha

Prospection

Aucun programme de prospection (y compris des levés geophysiques et geologiques et des forages de prospection) n'a été effectué au nord du 60" par-allele en 1994. Toute l'activite de forage a été axée sur la mise en valeur des champs connus de Pointed Mountain et de Cameron Hills.

Exploitation et production

Norman Wells

Le champ petrolifere de Norman Wells est le quatrieme plus important champ petrolifere en production au Canada en terme de reserves recuperables, ces reserves étant évaluées à 3 7,5 millions de metres cubes (236 millions de barils). On y a decouvert du pétrole en 1920, et la Compagnie petroliere impériale y exploite une petite raffinerie depuis 1930. La Compagnie detient deux tiers des parts dans Norman Wells et le gouvemement federal detient le reste. Le projet d'expansion de Norman Wells a été lance en 1983. Environ la moitie des reserves recuperables d'hydrocarbures ont été exploitees et on s'attend à une durée de production d'encore 25 ans au moins.

En 1992, la Compagnie pétrolière impériale a été autorisee à modifier le plan de mise en valeur du champ de Norman Wells pour permettre l'execution d'un projet triennal d'injection de fluides miscibles dans les hydrocarbures. Le proj et, qui vise à évaluer les avantages techniques de cette méthode dans le bassin de Norman Wells, utilisera du propane pour l'injection. La Compagnie petroliere imperiale a amorcé le projet en février 1993.

En 1994, le volume de pétrole produit dans le champ de Norman Wells a été de 1,73 million de metres cubes (10,9 millions de barils), ce qui represente une baisse de 3,4 p. 100 par rapport à 1993. La production a atteint son point culminant en juillet, le taux de production quotidienne moyen s'etablissant alors à 499 1 metres cubes. La production totale de pétrole depuis l'ouverture du champ jusqu'a la fin de 1994 se chiffrait à 2 1,3 millions de metres cubes. Le volume de gaz produit a légèrement diminue, passant de 133,6 millions de metres cubes en 1993 à 124 millions de metres cubes en 1994.

A la fin de l'annee, Norman Wells comptait 168 puits de production et 156 puits d'injection (150 injectés à l'eau et 6 injectés au propane) ainsi que 3 puits d'observation.

Bent Horn

En 1994, environ 53 000 mètres cubes (333 000 barils) de pétrole ont été produits dans le champ pétrolifère de Bent Horn, dans les îles de l'Arctique. Durant l'été, 48 500 mètres cubes (305 000 barils) ont été transportes à partir de l'île Cameron par le *M.V. Arctic*, un navire-citerne à double coque.

Kotaneelee

La production du champ gazéifère de Kotaneelee, dans le sud du Yukon, qui était interrompue depuis 1980, a repris en 199 1. En 1994, la production de gaz naturel y a atteint 471,1 millions de mètres cubes (16,6 milliards de pieds cubes).

Pointed Mountain

La production du champ de gaz naturel de Pointed Mountain, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, a atteint 63,6 millions de mètres cubes (2,2 milliards de pieds cubes) en 1994. Amoco a remis en fonction deux anciens puits de ce champ dans l'espoir d'accroître la production. Les sections inferieures des deux puits avaient été abandonnees, mais la compagnie a fore, à partir de ces deux puits, deux autres puits déviés, dont l'un a été mis en production, et l'autre colmaté.

Cameron Hills

11 n'y a eu aucune production de pétrole à Cameron Hills en 1994. Paramount y a fore deux autres puits de développement durant l'année.

Bilan des activités de puits en 1994

Nom du puits	Emplacement (latitude et longitude)	Activités	Situation	Profondeur totale
Paramount et al Cameron I-74	60°03'35"N 117°28'19"O	Developpement et installations de forage : Phelps 4E, Flint n° 7 18	COLMATEET INTERROMPU Forage : 24-01-1994 Retrait des installations de forage :14-02- 1994 Date d'achevement du puits : n.d.	1 644 m
Paramount et al Cameron C-75	60°04'02"N 117°29'12"O	Ddveloppement et installations de forage : Phelps 4E, Flint n° 7 18	COLMATE ET INTERROMPU Forage :17-02- 1994 Retrait des installations de forage : 20-03-1994 Date d'achevement du puits : n.d.	1590m
PanAm Pointed Mountain K-45	60°24'33"N 123°53'51"O	Developpement et installations de forage : Drive Rig 4 1	ABANDONNE Rentrée : 10-06-1994, formation Nahanni Abandon de la section inférieure : 19-06- 1994	4100 m
PanAm Pointed Mountain K-45A	60°24'33"N 123°53'51"O		FERMÉ Forage : puits dévié le 20-06- 1994 Retrait des installations de forage : 27-07- 1994 Reconditionnement : 04-09- 1994 Retrait des installations de forage : 08-09- 1994	2823 m
PanAm Pointed Mountain P-53	60°22'45"N 123°54'33"O	Developpement et installations de forage : Drive Rig 4 1	ABANDONNE Rentrée : 27-07-1 994 pour abandonner la section inferieure et preparer une deviation et une rentrée dans la formation Nahanni : 27-07-1994 Abandon de la section inferieure . 09-03- 1994	4371 m
PanAm Pointed Mountain P-53A	60°22'45"N 123°54'33"O		EN PRODUCTION Forage : 10-08-1994 Dévié au niveau 3690 et trou ouvert complete à Nahanni Retrait des installations de forage : 03-09-1994	4104m
Imperial Atertak E-4 1	69°25'55"N 132°42'38"O		ABANDONNE le 17-03- 1994	1984m
Imperial Pikiolok M-26	69°25'55"N 132°37'26"O		ABANDONNE le 19-03- 1994	1986m
Esso Ivik J-26	69°35'42"N 134°20'38"O		ABANDONNÉ le 22-03-1994	3648 m

Résumé statistique *1

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés *2	4	24	5	2	0
Puits fores.arbattage	12	9	2	0	0
Mètres fores	15811	15 325	2560	0	0
Puits achevés	14	9	2	0	4
Travaux geophysiques effectues	8	6	4	2	0
Levés psismique reflexion (en km)	4552	3 641	5822	340	0
Mois d'installations de forage	12	12	2	0	0

Bilan des ressources dkcouvertes en 1994*3

	Pétrole brut (millions de m^3)	Gaz naturel (milliards de m^3)
Par-tie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	345	811

*1 Les données statistiques relatives à la prospection, à l'exploitation et à la production ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les estimations relatives aux ressources sont les plus récentes estimations qui soient disponibles.

*2 Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

*3 Les totaux des ressources dkcouvertes correspondent aux estimations initiales de réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production. Les totaux ont été arrondis. Le pétrole brut comprend les condensats.

Production de pétrole et de gaz

	1990	1991	1992	1993	1994
Production de p&role (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1 841,0	1 894,0	1 850,0	1 790,0	1730,0
Bent Horn	24,0	32,6	28,2	56,9	52,9
Total	**1 865,0**	**1 926,6**	**1 878,2**	**1 846,9**	**1782,9**
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	74,0	90,0	86,7	99,6	63,6
Norman Wells	126,0	130,0	128,0	133,6	123,9
Kotaneelee	0	227,2	506,9	492,3	471,1
Total	**200,0**	**447,2**	**721,6**	**725,5**	**658,6**

Partie continentale des Territoires

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Puits fores par battage					
Puits de decouverte et de delimitation	11	7	0	0	0
Puits de developpement	0	1	0	0	4
Total	**11**	**8**	**0**	**0**	4
Puits achevés*1					
Puits de decouverte et de delimitation	12	7	0	0	0
Puits de développement	0	1	0	0	4
Total	**12**	**8**	**0**	**0**	**4**
Mètres fores	14 197	12 153	0	0	0
Puits de decouverte et de delimitation	14 197	11517	0	0	0
Puits de developpement	0	636	0	0	0
Installations de forage en exploitation	6	5	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	2	5			
Levés réflexion		321*2	1867*2		
Dépensesengagées (en millions de dollars)					
Travaux geophysiques et géologiques	2,8	2,5	1,1		
Travaux de prospection, de délimitationreconditionnement*3	26,3	18,8	7,7	4,9	
Forages de developpement		3,7			
Installations de production			8,6	5,6	8,8
Total des dépenses (en millions de dollars)	**29,1**	**25,0**	**17,4**		**12,8**

*1 Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection ne se déroulent généralement qu'en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*2 Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*3 Inclut les essais de production prolongés.

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes* [1]					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	35,5	22,7	22,7	34,6	35,0
P&role (en millions de m^3)	37,7	39,1	39,1	39,4	40,0
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	74,0	90	87	100	100,0
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	126	130	128	134	134,0
Norman Wells, p&role (en milliers de m^3)	1841	1894	1850	1790	1790,0
Kotaneelee, gaz naturel (en millions de m^3)	0	227	507	492	493,0

Bilan foncier

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés*[2]	1	12	2	0	0
Nombre de permis en vigueur	45	51	53	53	53
Terres attribuees dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0	0*[3]	0*[3]	0	0
Terres rétrocédées ou abandonnees (en millions d'hectares)	0,4	0,5	0*[3]	0	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2

*[1] Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.
*[2] Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.
*[3] Moins de 0,1.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Puits fores par battage					
Puits de decouverte et de delimitation	1	1	2	0	0
Puits achevés*1					
Puits de decouverte et de delimitation	2	1	2	0	0
Mètres fores					
Puits de decouverte et de delimitation	1614	3 173	2560	0	0
Installations de forage en exploitation	2	1	1	0	0
Taux d'exploitation (mois d'installations de forage)	2	2	2	0	0
Travaux geophysiques effectués	6	1	3	1	0
Levés par sismique réflexion (en km)	4371 *2	3 320	3955*2	285	0
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux giophysiques et geologiques	16,6	4,2	8,8	4	0
Travaux de prospection, de delimitation ou de reconditionment	18,9	4,9	10,1	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	35,5	9,1	18,9	4	0

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes*3					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	356,6	357,0	356,0	359,5	360,0
P&role (en millions de m^3)	240,7	241,4	228,0	240,0	240,0

*1 Dans la mer de Beaufort, oh les activités sont saisonnières et où il faut parfois consacrer plusieurs saisons à forer un puits, un puits est considéré comme achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale.

*2 Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*3 Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

Bilan foncier

	1990	*1991*	*1992*	*1993*	*1994*
Permis délivrés*[1]	*3*	*12*	*3*	*2*	*0*
Nombre de permis en vigueur	64	73	73	73	72
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0,1	0,3	0*[2]	0*[2]	0
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,7	0,8	0,2	0*[2]	0*[2]
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,9	1,2	1,1	1,1	1,1

*[1] Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.
*[2] Moins de 0,1.

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Bilan des activités*[1]

	1990	1991	1992	1993	1994
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux geophysiques et geologiques	0	0	0	0,4	0
Travaux de prospection, de delimitation ou de reconditionnement	0	2,7	4,2	n.d.	0
Installations de production	0	0	0,2	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	0	**2,7**	**4,4**	n.d.	n.d

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes*[2]					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	416,4	416,4	416,4	416,4	416,4
P&role (en millions de m^3)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	24,0	32,6	28,2	28,2	48,5

Bilan foncier

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés*[3]	0	0	0	0	0
Nombre de permis en vigueur	23	23	23	23	23
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0	0	0	0	0
Terres rétrocédées ou abandonnees (en millions d'hectares)	0	0	0	0	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,29	1,3	1,3	1,3	1,3

*1 Aucune activité de forage ou activité géophysique à signaler depuis 1989.
*2 Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.
*3 Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Lois et règlements

Une modification a été apportee à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures,* donnant force de loi à l'Accord modificateur de Norman Wells de 1994. L'accord modificateur prolonge la durée de l'entente inter-venue en 1944 entre la Compagnie pétrolière impériale et le gouvernement *(Norman Wells Proven Area Agreement)* et modifie légèrement les frontières des terres initialement définies. Cette mesure a pour but de maximiser la production du champ et devrait donner lieu a un programme de forage d'une valeur de 30 millions de dollars.

Plusieurs des initiatives reglementaires de 1994 se poursuivent en 1995 sous la responsabilite de l'Office national de l'energie, en vertu du projet de loi C-6. Le projet a reçu la sanction royale le 12 mai 1994 et a modifié la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada,* la *Loi fédérale sur les hydrocarbures,* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* ainsi que d'autres lois en consequences. Aux termes du projet de loi C-6, plusieurs initiatives reglementaires passent au champ de competence de l'Office national de l'energie.

Le Reglement sur les redevances de Drake Point F-16 a été révoqué en 1944.

Les initiatives de modification des reglements passant au champ de competence de l'Office national de l'energie comprennent :
le Reglement sur les travaux geophysiques relatifs au pétrole et au gaz du Canada
le Reglement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
le Reglement sur les installations pétrolières et gazieres utilisees au Canada
le Reglement sur les certificats de conformité délivrés au Canada
le Reglement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
le Reglement sur les operations de plongee liées aux activités pétrolières et gazieres du Canada
le Reglement sur les operations relatives au pétrole et au gaz du Canada
le Reglement sur le charge de projet.

Les initiatives de modification des reglements ci-dessous relèvent toujours du champ de competence du ministere des Affair-es indiennes et du Nord canadien et se poursuivent en 1995 :

le Reglement sur les terres pétrolifères et gazéifères du Canada
le Reglement sur l'enregistrement des terres domaniales
le Reglement sur l'arpentage des terres pétrolifères et gazéifères du Canada

Mesures environnementales

Examens des effets environnementaux

On a examine les effets environnementaux du reforage de deux puits gazéifères dans le champ de Pointed Mountain, du forage de deux puits dans la region de Cameron Hills et de l'abandon de trois puits près de Tuktoyaktuk.

Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord

Le Programme d'initiatives pétrolières et gazieres dans le Nord (PIPGN) est un programme de recherche et de planification multidisciplinaire établi en 1984 pour permettre au gouvernement federal de traiter plus efficacement les futures propositions d'exploitation des hydrocarbures dans le Nord. Le programme, qui en était à sa dernière annee d'exploitation, a continue a appuyer des etudes destinees à donner suite à des recommandations de recherche et de surveillance formulees par le Comite directeur de la mer de Beaufort.

Comité directeur de la mer de Beaufort

Le Comite directeur de la mer de Beaufort (CDMB) a présenté son rapport final au Ministre en 199 1. Le document portait sur les preoccupations cernées par le Comite d'examen environnemental inuvialuit concernant la preparation en cas de deversements de pétrole. Depuis 199 l, d'importants progrès ont été réalisés dans la mise en ceuvre des recommandations formulees par le CDMB. Un plan de mise en œuvre a été élaboré; il precise les ministères, les organismes autochtones et les groupes industriels responsables de la mise en ceuvre des recommandations du Comite. Des ateliers scientifiques ont traité avec succès des aspects routiniers de l'exploitation pétrolière et gazière.

On a mis au point un atlas informatise a jour qui identifie les écosystèmes vulnerables et les caractéristiques côtières des zones de prospection en haute mer. Les fichiers des cartes digitales sont en format QuickMap et sont relies à l'information correspondante mise en mémoire dans des fichiers du logiciel D-Base. On pourra se procurer un rapport sur les lieux eventuels d'elimination des dechets huileux dans la mer de Beaufort aux fins d'utilisation en cas de deversement accidentel de pétrole.

Surveillance et évaluation environnementales dans la région de Beaufort

Le Programme de surveillance et d'évaluation environnementales dans la region de Beaufort (PSEERB) est une initiative financée par le PIPGN dans le but de degager les

priorités de recherche et de surveillance relatives à l'exploitation future des hydrocarbures dans la mer de Beaufort, le delta du Mackenzie et la vallée du Mackenzie. Lorsque le PSEERB s'est termine en 1994, on a prepare un rapport fmal et un guide commenté. Le rapport est axe sur les recommandations en matière de recherche et de surveillance formulees par le PSEERB ainsi que le Programme de surveillance environnementale dans la mer de Beaufort et le Programme de surveillance environnementale du Mackenzie. Le guide commenté renferme les rapports definitifs de ces deux programmes et du PSEERB.

Plan stratégique des mers arctiques

Le plan strategique des mers arctiques (PSMA) définit les responsabilites gouvernementales en cas de deversement accidentel dans les eaux arctiques canadiennes. Ce plan determine le role de leadership et de soutien des differents organismes en fonction de la source et de localisation du deversement. Les plans de contrôle des deversements accidentels de p&role dans le cadre du PSMA doivent être mis à jour et améliorés par ces differents organismes.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), créé en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures,* finance des etudes environnementales et sociales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et en gazihes des terres domaniales. La priorite est accordée aux etudes qui foumissent l'information indispensable à la prise de decisions en matiere de reglementation regionale ou nationale. Son Conseil d'administration est formé de representants de minister-es fédéraux, d'offices regionaux des hydrocarbures, d'organismes de l'industrie pétrolière et du grand public. Le programme est finance par des droits lies à l'utilisation des terres domaniales. Le FEE termine presentement un programme de six etudes amorcees au cours des quatre demieres années. Aucune nouvelle etude n'est proposée en 1994 et toutes les etudes devraient être publiees avant la fin de l'année 1995. Un rapport est publié pour chaque etude financée dans le cadre du programme.

A la suite d'une revision du programme du FEE par un groupe de travail, il a été recommande de maintenir le Fonds au titre de mecanisme de recherche en participation conjointe par l'industrie et le gouvemement, mais de suspendre la perception de droits jusqu'à ce que l'activite dans les terres domaniales augmente.

Programme de recherche et de développement énergétiques

Le Programme de recherche et de developpement energetiques (PRDE) finance la recherche énergétique axée sur la croissance economique, le développement industriel,

la productivité et la sécurité du personnel. En 1994, l'Office national de l'energie a reçu 2,1 millions de dollars du PRDE dans le but de promouvoir des initiatives de recherche et de developpement pertinentes à l'activite petroliere et gaziere. Ce financement a servi à environ 60 projets, dont 20 etaient directement axes sur des aspects spécifiques a l'activite petroliere et gaziere dans le Nord. Les autres projets étaient de nature plus générale et applicables dans l'ensemble du Nord du Canada. Parmi les projets portant sur l'activite petroliere et gaziere dans le Nord, mentionnons :

- le devenir et le comportement du pétrole dans l'eau froide et la glace brisée (etudes du pétrole de Bent Horn, de Norman Wells et d'Amauligak)
- analyse de donnees sur les charges exercees par les glaces de Molikpaq
- un consensus sur les charges exercees par les glaces
- la stabilite du terrain et les pipelines du Nord
- la gestion des ressources granulaires de la region de la mer de Beaufort

D'autres minister-es du gouvemement se partagent 14 millions de dollars provenant du financement de la Tâche n° 6 du PRDE. Plusieurs des projets entrepris portent sur des priorités de recherche et de developpement définies par le Minister-e des Affair-es indiennes et du Nord canadien ainsi que l'Office national de l'energie, relativement à l'activite petroliere et gaziere sur les terres domaniales du Nord.

Sources d'information

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation fonciere et d'environnement touchant le gaz et le pétrole se trouvent au **Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.** Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure, dans l'adresse d'envoi générique du Minister-e, le nom de la personne-ressource concernee nommée ci-dessous :

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affair-es indiennes et du Nord canadien
OTTAWA (Ontario)
Canada K1A OH4

Les copies des demandes de designations et des appels d'offres, la date des appels à venir et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant a :
Chef, Attribution des droits et Politiques – Telephone : (819) 994-1606

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de decouverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant à :
Agent d'information sur les droits et revenus – Registraire – Telephone : (8 19) 953-8490

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activites geologiques et geophysiques peut être obtenue aupres du :
Géophysicien en chef – Telephone :(8 19) 953-8722

On peut se procurer les différents rapports et guides d'information sur les reglements relatifs à l'utilisation des terres, les directives environnementales d'exploitation dans les territoires et les revendications en s'adressant au :
Kiosque de renseignements -Telephone : (819) 997-0380 **Télécopieur**: (819) 953-3017

Direction du p&role et du gaz du Nord
Minister-e des Affair-es indiennes et du Nord canadien

Adresse municipale :	6e étage, 10, rue Wellington, Hull (Québec)
Téléphone :	(8 19) 997-0877
Télécopieur :	(8 19) 953-5828
Internet :	http://www.inac.gc.ca

Sources additionnelles

Office national de l'inergie
Édifice Cadillac Fair-view
311, 6e Ave. SO
Calgary (Alberta)
Canada T2P 3H2
T&phone : (403) 292-4800 Télécopieur: (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre:

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son Bureau du soutien à la **réglementation;**
- un accès aux rapports géologiques et géophysiques publiés par le biais de la Direction de **l'évaluation** des **ressources;**
- l'accès à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de la Direction du **génie;**
- des exemplaires du rapport annuel et du bulletin sur le Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la Direction **générale** de l'environnement.

On peut acceder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forks au nord du 60" degré en communiquant avec:
Institut de **géologie sédimentaire** et **pétrolière,** Commission géologique du Canada
3303, 33e Rue NO
Calgary (Alberta)
Canada T2L 2A7
T&phone : (403) 292-7000 Télécopieur: (403) 292-5377

Les renseignements sur les puits forks dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès de :
Entreposage des carottes et laboratoire
Centre géoscientifique de l'Atlantique, Institut océanographique de Bedford
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
Canada B2Y 4A2
T&phone : (902) 426-6 127 Télécopieur: (902) 426-6 186

On peut se procurer l'information concemant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant à:
Bureau de recherche et **développement énergétiques,** Ressources naturelles Canada
580, rue Booth Ottawa (Ontario)
Canada K1 A OE4
Téléphone: (613) 995-8860 Télécopieur: (613) 995-6146